智慧電網總體規劃方案

核定本

109 年 2 月修正

目　錄

壹、背景說明

能源是文明進步不可或缺的原動力，日本 311 福島事件，更加速再生能源及負載管理等議題的討論，因此，風力、太陽光電等再生能源替代化石能源發電，已成為各國更新電力建設的重要課題，我國政府亦明確規劃再生能源發展目標，於 2025 年供應電力需求的 20%。間歇性再生能源大幅增加時可能衝擊傳統電力網路，除了雙向電力潮流影響電力品質與系統保護之外，再生能源出力的快速變化亦將影響整體供需平衡，構成系統調度的挑戰。此外，2017 年來電業法修正通過，以及針對 815 事件的檢討，也顯示 2016 年的方案修訂難以完全滿足未來電網發展需求，故以「解決問題」為導向再次修訂智慧電網總體規劃方案。

對臺灣而言，推動節能減碳及提高再生能源占比是我國能源政策之重要發展項目，我國為推動節能減碳政策，將智慧電網列入「國家節能減碳總計畫」（於 2014 年 5 月 20 日更名為「國家綠能低碳總行動方案」）標竿計畫之一，並以推動智慧型電表基礎建設、規劃智慧電網及智慧電力服務為重點。行政院已於 2010 年 6 月 23 日核定「智慧型電表基礎建設推動方案」(院臺經字第 0990098846 號函核定)，進行智慧型電表的測試與示範計畫，作為推動智慧電網之基礎與開端。

為建構我國智慧電網建設，經濟部能源局於 2011 年 8 月 3 日成立「智慧電網總體規劃小組」，成員包括科技部、行政院原子能委員會(核能研究所)、經濟部能源局、工業局、標準檢驗局、技術處、台電公司、法人單位及學者專家，草擬我國智慧電網總體規劃架構及內容，行政院國家資訊通信發展推動小組及經濟部並於 2011 年 12 月 19-20 日召開「智慧電網發展策略論壇」邀集產、官、學、研及國內

外專家學者，共同確認「智慧電網總體規劃方案」，並送行政院核定(院臺經字第 1010029146 號函核定)。

依院臺經字第 0990098846 號函文指示，辦理 1 萬戶低壓智慧型電表建置效益評估，爰台電公司於 2014~2015 年辦理時間電價、需量反應及 AMI 技術測試及維運經驗等綜合評估，歸納通訊、建置及成本等問題，故 2016 年 7 月 28 日重行提出「低壓 AMI 後續推動之修正規劃」,採用模組化電表及通訊遴選等解決方案,並修正推動目標。經行政院 2016 年 9 月 22 日第 3515 次會議確定修正內容，併同經濟部「智慧電網推動小組」歷次會議修訂內容，完成院臺經字第 1060004145 號函之 106 年修正版之「智慧電網總體規劃方案」。

我國自研訂智慧電網總體規劃方案、啟動系統建置以來，執行已歷經前期佈建(2011~2015 年)、推廣擴散階段(2016~2020 年)，未來尚有廣泛應用階段(2021~2030 年)。原規劃方案內容屬技術導向，偏重硬體建置，如智慧電表與智慧變電所之建置；惟因應能源轉型、電業法修正及 815 停電事件後之電力系統總體檢，並以「解決問題」為導向，積極檢討現行方案架構，由經濟部及能源局邀集專家學者召開智慧電網修訂專案會議 25 次以上，審慎檢討未來智慧電網總體規劃方案之推動。

以「解決問題」為導向之智慧電網總體規劃方案，將以 2025 年再生能源 20%之穩定供電為基礎，考量供電品質及用戶服務等方向積極規劃，借鏡國際電網發展趨勢、更新電網即時監控及保護設備等，並應用 AI、大數據及資通訊技術等先進技術，達成確保電力穩定供應並兼顧能源安全、綠色經濟及環境永續，同時落實能源轉型的政策目標。

貳、國際電網發展趨勢

各國智慧電網發展投入之驅動力包括「改善系統運作效率」、「實現再生能源目標」、「改善電力系統可靠度」、「培育新產品與服務」、「提供消費者多元選擇及參與電力市場之機會」，以及「優化電力公司資產利用率」等6大項。而對應上述驅動力，各國優先發展的智慧電網技術包含「智慧型電表系統(Advanced metering infrastructure，AMI)」、「分散式能源整合(含再生能源)」、「資訊與通訊技術」，以及「協調輸電與配電運行之智慧網路管理」。以下列舉智慧電網先行國家包含美國、德國及日本之智慧電網推動概況。

一、 美國

美國2009年推動經濟復甦與再投資法案(American Recovery and Reinvestment Act, ARRA)，並從中提撥經費投入智慧電網投資獎勵(Smart Grid Investment Grant Program, SGIG)及智慧電網示範(Smart Grid Demonstration Program, SGDP)兩大計畫，帶動智慧電網快速發展。SGIG計畫主要建設項目包含AMI、消費者能源管理(含需量反應)、配電自動化與智慧輸電系統，成果如表1所示。

表1、美國SGIG計畫主要成果

設備項目	主要成果
AMI	• 主要功能包含遠端斷電/復電、資料竄改檢測、停電監測(連結停電管理系統及配電自動化系統)與電壓監測。 • 建置約1634.1萬具智慧電表。
消費者能源管理	• 負載控制設備：413,734個。 • 可編程溫控器：262,183個。

	• 家用顯示器(IHD)：21,228 個。 • 智慧家電：368 台。 • 家庭能源管理系統(HEMS)：2,379。 • 用戶入口網站：49 家電力公司提供。 • ToU 288 萬戶、CPP 60 萬戶、CPR 2.4 萬戶、VPP 61.3 萬戶、RTP 6 戶。
配電自動化	• 主要功能包含可靠度與停電管理、電壓與無功功率管理、設備健康狀況監測及分散式電源整合等。 • 自動饋線開關(Automated Feeder Switches)：9,107 個。 • 智慧化電驛(Smart Relays)：11,033 個。 • 自動電容器(Automated Capacitors)：13,037 個。 • 變壓器監測(Transformer Monitors)：20,263 個。 • 遠端故障指示(Remote Fault Indicators)：13,423 個。 • 自動穩壓器(Automated Voltage Regulators)：10,665 個。 • 自動饋線監測(Automated Feeder Monitors)：4,447 個。
智慧輸電系統	• 向量量測單元(PMU)：1,380 個 • 集中器(Phasor Data Concentrators)：226 個

註：VPP=Variable Peak Pricing；PMU=Phasor Measurement Units

資料來源：DOE(2016/12)

在 AMI 與需量反應部分，自 2009 至 2018 年美國住宅用智慧電表滲透率達 53.8%，其中有 17.5%具備家庭網路介面(Home Area Network, HAN)。並且為了能充分發揮智慧電表資料價值、促進廠商發展創新應用，美國 2012 年正式推出「綠色按鈕(Green Button 倡議)」，用戶可透過直接在電力公司網頁下載(Download My Data)，或授權第三方服務公司下載(Green Button Connect My Data)兩種方式，取得用電資料，均在尋求與試驗更好的方法管理能源應用方式。另外，美國將需量反應(含自動化需量反應)視為提升節能潛力及因應尖峰供電

不足的智慧電網策略之一。依據美國智慧能源聯盟（Smart Electric Power Alliance）與顧問公司 Navigant，調查美國 100 多家電力公司需量反應申請情況，2017 年需量反應申請容量合計達 18.3GW，當中採用自動化需量反應的容量達 3.7GW。

二、 德國

歐盟「20-20-20」政策是促使歐洲各國展開智慧電網規劃與示範的主要驅動力。依歐盟聯合研究中心(Joint Research Center, JRC)統計歐洲 50 個國家資料，2002-2016 年歐洲國家累計已推動逾 950 項智慧電網計畫，總經費共投入 49.5 億歐元(不包含 AMI 等大規模建置項目)，當中投資金額前三大國依序為德國、英國、法國。其中前三大投資技術項目依次為，智慧網路管理(Smart Network Management)、需求面管理(Demand Side Management)與分散式電源及儲能整合(Integration of Distributed Generation and Storage)。

德國自 1990 年開始支持再生能源發展，在一系列政策支持下，帶動再生能源裝置容量快速成長。然而，隨再生能源占總電力消費比重不斷上升，對既有電網的影響與考驗也逐步浮現。在國內能源轉型需求、以及響應歐盟政策的考量下，德國開始推動電網變革。2013 年 1 月德國聯邦能源與水利協會提出 2022 年智慧電網發展藍圖建議，成為德國政府規劃未來電網發展的重要依據。德國智慧電網分成三階段發展規劃。第一階段(2012~2014)為起步與準備階段，主要工作為檢討現行法令與監管制度，並透過 R&D 與示範計畫，形成完善標準與監管措施之基礎。第二階段(2014~2018)為設計與建設階段，循序漸進導入智慧電網技術，以及建立與適應新的電網運作流程與交易機制。第三階段(2018~2022)為實現與市場化階段，使發電與用電能彈性化管理，建立靈活的能源市場。最後整合水、電、瓦斯與供熱/冷

等納入，將智慧電網技術與概念擴展至整個能源網。德國 BMWi 有鑑於 AMI 對於未來小規模再生能源發電設施、電動車充電、儲能、熱泵等設備整合到智慧電網中，具有相當重要角色。2011 年 7 月修定能源經濟法(EnWG)，要求電力公司為特定用戶安裝智慧電表。而因為 2013 年全國建置成本效益分析結果為負，故僅要求特定用戶需強制安裝智慧電表。強制安裝對象，包含年用電量超過 6,000 度之電力消費用戶，以及再生能源或汽電共生安裝容量超過 7kW 之用戶，並已於 2017 年啟動建置計畫。

為了確認新技術與商業模式可行性，德國政府積極獎勵全國各地推動示範計畫。其中最著名的示範計畫包含 2008 年展開的第一個全國性示範計畫 E-Energy 由西門子主導的再生能源與電動車併網示範，以及 2017 年啟動的電網管理及能源展示窗口-能源轉型數位化議程(Smart Energy Showcases – Digital Agenda for the Energy Transition, SINTEG)示範計畫。

SINTEG 為 E-Energy 計畫之延伸，以實現再生能源暫態達 100%為目標展開示範項目。共設定五項目標：1.高再生能源占比條件下，確保電網運行之安全與效率；2.提升電網與電力市場間效率與彈性應用；3.促進智慧能源網中不同參與者能有效率且安全的合作；4.有效運用現有電網架構；5.減少電網建設之需求，特別是配電網。示範重點包含資通訊技術等智慧化技術在電網各環節之應用、可容納高占比再生能源且穩定的區域電網系統、建構發電/負載與電網的資訊交換平台，以及開發創新商業模式。五個示範計畫重點內容如表 2 所示。

表 2、智慧能源展示窗口示範計畫內容

計畫名稱	示範重點	經費 (億歐元)
C/sells	建構具有「細胞結構」的能源系統，一個細胞代表一個小區域的能源系統，能源供應、分配、使用與儲存等活動可先在小區域內自主優化，而每一個細胞都可在電力市場中，與鄰近區域的細胞進行交易互動。	1 億
Designetz	建構分層式電網系統，利用電網狀分析預測，分析不同層級電網可靈活應用的額度，建構可靈活利用鄉村地區之太陽能和風力發電，為城市和工業區提供能源的能源系統。	0.96 億
Enera	探詢在進行能源轉型時，電網、市場、數據資料三大構面的解決方案，以發展出可容納高占比再生能源且穩定的區域電網系統。計畫將建構區域彈性調度的市場，為配電系統商提供資訊透明化的交易平台，讓區域內自行解決供需平衡問題。	2.02 億
NEW 4.0	加強風力發電出口至其他區域、提升本地能源使用彈性、更大幅度應用電力需求面管理(負載管理、儲能應用等)，以及透過通過創新的輔助服務、需求面管理、彈性的汽電共生等策略，來提升電網運行彈性，以最大限度降低傳統發電廠的備轉容量。	0.8 億
WindNODE	使用最佳方式將再生能源應用於電力、供熱與運輸系統；建構 ICT 平台連結發電、負載、電網與交易市場；城鄉能源合作；以及發展區域電廠/虛擬電廠。	1.2 億

資料來源：工研院 ISTI 整理(2019/10)

三、 日本

日本311大地震為日本加速推動智慧電網建設的轉捩點。在311核災以前，主要基於實現減碳目標、促成產業發展及商業模式研究等，開始推動智慧社區(Smart Community)示範計畫。而核災以後，因面臨供電缺口，大量進口煤、天然氣等燃料，也造成電價上漲、減碳目標難以達成等問題。因此，近年在日本政府已將能源系統改革列為重要政策項目。

例如2014年4月經產省發佈「第4次能源基本計畫」，當中提出要活用「需量反應」以提升能源效率，並為使需量反應能普及，要求電力公司應於2020年代初期為所有家戶安裝智慧電表。2016年3月公布之「能源革新戰略」，進一步提出要建構「推動再生能源與節能之融合型能源系統」，並擬定2020年養成可控制規模達50MW以上虛擬電廠的目標。表3彙整日本智慧電網主要項目之推動成果。

表3、日本智慧電網建設主要成果

項目	主要成果
AMI	• 智慧電表普及率60.6%(2018)。 • 關西電力與東京電力普及率均超過八成。
DR/HEMS	• DR方案及HEMS現況： – 以非調頻電源調整力(輔助服務)為例：參與2019年需量反應得標量達893MW，占總得標量約50%。 – 規劃2020年需求調整力市場(輔助服務市場)方案。 • HEMS：2013~2017年HEMS累計導入戶數為157.4萬戶，普及率不到3%。
Smart Community	• 四大智慧社區典範計畫成果： – 已達可實用階段的技術：CEMS連結BEMS/HEMS、ECHONET-Lite與OpenADR

	標準應用、小規模電氣事業者活用需量反應調整電力需求。 – 實證階段技術包含：儲能電池群體控制、V2H、輸配電業者活用需量反應調整電力需求等。 • 四大智慧社區典範計畫之技術與經驗擴散： – 日本國內：福島縣、宮城縣、岩手縣(311 災區)。 – 國外：美國新墨西哥州及夏威夷、西班牙馬拉加、法國里昂、英國曼徹斯特、印尼 Surya Chiputa 工業園區等。
虛擬電廠	• VPP Aggregator 事業：七個團隊(共 58 家業者/機構)參與。目前實證計畫中實際最大可控規模為東京電力團隊的 12.4MW(2018)。 • V2G Aggregator 事業：四個團隊(共 11 家業者)參與。

資料來源：工研院 ISTI 整理(2019/10)

自 2015 年以後日本各電力公司大幅加快智慧電表建置腳步，截至 2018 年底，日本智慧電表普及率已超過六成。並且各電力公司正在積極探尋智慧電表大數據應用之價值，目前應用方向包含「電力公司改善營運效率」、「節能服務」、「居家安全與高齡守護」及「提升發電與負載預測準確定」等。

此外，配合節能政策，日本政府鼓勵家戶導入 HEMS，透過 HEMS 與智慧電表中的家庭網路介面互連來實現對家庭的能源管理。目前 HEMS 累計導入戶數為 157.4 萬戶，普及率約 3%。而需量反應已經成為輸配電業者調節電力供需平衡的重要解決方案之一，在 2019 年一般輸配電業者在需求調整力市場(輔助服務市場)採購以非調頻電源調整力(輔助服務)之需量反應方案得標量已達 893MW，占得標總容量近五成。

參、智慧電網總體規劃方案推動架構

一、 現有課題

當前電力系統面臨包括確保再生能源併網穩定供電、強化供電可靠度及電網韌性、促使用戶參與節能等三大問題。

(一)再生能源供電占比達 20%時，如何提升電力系統穩定運轉

台灣為一孤島電網，並未與其他國家的電網互聯，必須自行管理再生能源的間歇性，妥善調度傳統發電機組與其他電力資源以達成供需平衡，是未來電網的重要課題。

(二)供電設備老舊與極端氣候下，如何強化電網韌性提升供電品質

大型電力設備的使用壽命往往長達 20 年以上，因此，必須規劃如何維持老舊設備的正常運轉，並且在極端氣候造成大型事故時，達成災後的快速復原。

(三)為提升電力系統運轉效率，如何促使用戶參與節能

降低污染與減少排碳是全民訴求，無限制地擴增電源設備以滿足用電需求不再是合理作法，強化用戶端的參與以及新興技術的導入已成為全球趨勢。

二、 願景

願景為供電系統的強化與維新，藉由近代科技建立安全、有彈性和適應性強的電網，落實能源轉型，並提高供電穩定度。

(一)短期 (2020 年) - 強化運轉彈性：配合能源轉型，發展配合高再

生能源滲透率之穩定供電網路，強化電網供、需、事故處理等彈性調度能力。

(二)中期 (2025 年) - 強化電網韌性：因應氣候變遷，建立安全和適應性強的電網，提高供電穩定度。

(三)長期 (2030 年) - 落實電業改革：強化低碳能源使用、電網安全可靠、市場公平交易、資訊公開透明等，以達能源永續發展。

三、 目標

基於電網面臨問題需求，規劃三項主要目標，包含提升電力系統穩定運轉、強化電網韌性及供電品質、促使用戶參與節能等，細部目標涵蓋範疇如下：

(一)提升電力系統穩定運轉

1. 營造友善綠能發展環境。
2. 應用 AI 及大數據分析等智慧預測及調度技術，穩定供電效能。

(二)強化電網韌性及供電品質

1. 強化設備維護及機組大修效率，提高發電及輸配電設備可用率。
2. 擴大電網資訊之監控及整合，強化事故檢知及反應，降低停電事件、縮短停電時間。

(三)促使用戶參與節能

1. 應用智慧電表資訊，供民眾瞭解自身用電情形，促使用戶參與節能。

2. 精進需量反應措施，引導可靠之尖峰用電移轉，進而導入市場機制，供用戶參與。

3. 強化系統即時供需能力，如快速反應電源(儲能/輔助服務)及調壓調頻機制。

四、 智慧電網策略重點領域及規劃方向

原智慧電網總體規劃方案，主要架構以電網結構(發、輸、配、用)為主，另有產業及環境建構等，過去以技術導向電網建構為主，未來智慧電網策略規劃以「解決問題」為導向，將著重於系統整合智慧電網功能。檢視目前電力系統面臨問題修訂架構，茲歸納電網系統整合之 7 個重要領域。

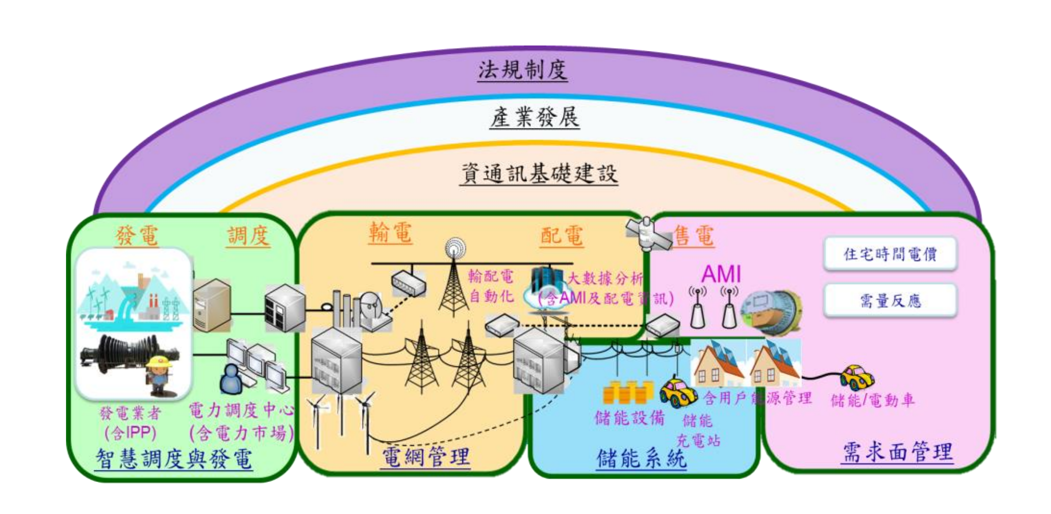


圖 1、智慧電網總體規劃架構調整

(一) 智慧調度與發電：追求再生能源併網極大化，積極尋求跨構面協作，為達電網供需平衡、系統運轉安全之目標前進。

(二) 電網管理：增強輸配電網自動化、資訊化及自癒能力，改善電網韌性，提高供電可靠度。

(三) 儲能系統：布建儲能系統及建立輔助服務採購機制，以協調再生能源及傳統發電機組穩定供電為基礎。

(四) 需求面管理：建置準即時數位計量工具，協助時間電價、需

量反應等需求面管理制度推動，增進電網供需運轉效率。

(五) 資通訊基礎建設：更新通訊基礎設施系統、整合電網資通訊協定，全面監控電網設施及成員。

(六) 產業發展：透過電網更新建設，促進國內產業升級，並探尋國際市場機會，輔導廠商參與。

(七) 法規制度：配合 2025 年再生能源佔比達 20%供電之政策目標，檢討再生能源併聯技術要點之技術需求；配合電業法規定調整電業組織及健全市場機制等。

肆、具體作法

一、 智慧調度與發電

智慧調度與發電規劃的主要目標為提升再生能源穩定供電、提升電力系統運轉效率。再生能源現有設置容量為風電約 0.85GW、太陽光電約 4GW，然而僅有 248MW(占 6.2%)容量的太陽光電可即時監測，由於再生能源的發電間歇性，將影響系統調度之資源安排。目前輔助服務由台電公司內部調度規劃，而隨再生能源的持續推動，需透過市場以擴大可用資源之規模；而且燃煤機組設備老化，鍋爐破管風險高，亦影響機組可用率。

(一) A1-建置再生能源發電監測系統：整合再生能源發電預測、配電級再生能源管理系統(DREAMS)、AMI 資訊掌握、氣象資訊導入等。

(二) A2-建立電力市場交易平台：逐步開放外部資源參與競爭，取得必要的輔助服務(質與量)，確保系統供電穩定與可靠。

(三) A3-建置燃煤機組鍋爐爐管大數據損傷監視系統：導入建置爐管監測系統，利用大數據分析，配合大修換管，降低機組故障率及爐管異常檢修時間。

(四) A4-輔助服務需求量研擬：依電力調度原則綱要第 14 條辦理，評估輔助服務項目及容量 (至少包含調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量等)。

二、 電網管理

電網管理以強化電網韌性為主要目標進行規劃。而再生能源逐年增加，輸配電網極需整合電網資訊，增加事故判斷準確性之系統整合

工作。

(一) B1-輸電系統資料在規劃運轉及維護之應用推廣：採用國際資通訊標準(如：IEC61850) 進行資訊整合及應用大數據分析，強化輸、配電資產管理及系統運轉維護效率，增加系統韌性。

(二) B2-饋線自動化之系統資料應用推廣：饋線自動化提升計畫，整合配電圖資、AMI 資訊、饋線資訊等，以強化 AMI 與配電管理系統資料在運維之應用推廣、饋線自動化之系統資料應用推廣、快速復電系統(FDIR)落實計畫。

三、 儲能系統

為降低再生能源間歇發電對電力品質之影響，目前電力公司主要以傳統機組之資源進行因應，而隨著再生能源建置規模逐年成長，電網系統所需求之資源規模亦須持續滾動檢討，而儲能系統扮演極為重要之角色。大觀、明潭抽蓄電廠儲能能力合計約 2.6 GW，能源局已建置台中龍井、高雄永安等光電站之儲能設備，並進行運轉測試。儲能系統之需求未來將以自建及輔助服務等兩種方式來滿足，並達到再生能源穩定供電、強化電網韌性、提升電力系統運轉效率。

(一) C1-台電公司自有場地建置儲能系統：配合再生能源建置速度，並考量系統穩定供電之系統備援需求，規劃自建 160MW 之儲能級輔助服務，供系統調度應用。

(二) C2-建立輔助服務採購機制：配合再生能源建置速度，並考量系統穩定供電之系統備援需求，建立輔助服務參與機制(含儲能)，並滾動式檢討儲能級輔助服務採購需求，以確保穩定供電。

四、 需求管理

需求管理的主要目標為強化電網韌性、提升電力系統運轉效率。目前高壓 AMI 已全面布建，2018 年高壓用戶參與需量反應之經常契約容量佔全部高壓用戶經常契約容量約 26%。後續推動將以低壓 AMI 建置 300 萬戶、時間電價方案研議及需量反應參與規模成長為目標。

(一) D1-低壓智慧電網基礎建設(AMI)：持續推動 AMI 布建，2024 年 AMI 合計可掌握全國 81%用電情形及整合相關應用。

(二) D2- AMI 資料應用：透過 AMI 計量工具，掌握更細緻的用電資料，進而發展衍生應用，如整合配電圖資及電表數據，以掌握停電資訊及復電作業等。

(三) D3-電價結構檢討及試辦動態電價：配合尖峰與次尖峰變動狀態，持續調整時間電價時間帶，如檢討低壓三段式電價、電價區間等。

(四) D4-檢討及試辦多種需量反應方案：檢討需量反應種類與型式，含日前市場、當日市場等方案。其中小於 15 分鐘之調度屬輔助服務範疇，未來將透過負載管理措施與輔助服務應用相互搭配推動更精進的需量反應方案。

五、 資通訊基礎建設

資通訊基礎建設目前採用實體隔離之通訊網路結構。2014~2015 年分期建置完成光纖系統(預計使用年限為 2022 年)，但因應近年來 AMI 建置、廠網分工、災害搶修視訊等頻寬使用需求增加，將規劃以提升再生能源穩定供電、強化電網韌性、提升電力系統運轉效率等為目標。

(一) E1-提升智慧電網資訊安全計畫：推動智慧電網入侵偵測系統(Intrusion Detection System, IDS)試行計畫及推廣應用計畫，

並納入資安監控中心(Security Operation Center, SOC)監看，持續精進智慧電網整體資安防護能力；2025 年完成 32 個 SCADA (各級調度中心 CDCCx2、ADCCx6、DDCCx24)入侵偵測系統建置。

(二) E2-智慧電網資料應用計畫：建立共同資訊模型(Common Information Model, CIM)管理制度、建置大數據分析及資料共享平台、完成企業資源規劃系統(Enterprise Resource Planning, ERP)升級、導入 IEC 61850 資訊模型與通訊協定於先導型變電所、電廠之資料收集與監控系統(Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA)應用及分散式能源(Distributed Energy Resource, DER)應用。

(三) E3-骨幹/區域光纖通信系統提升計畫：因應智慧電網發展需求(IEC 61850 變電所、智慧電表系統、饋線自動化、先進型配電管理系統、大數據資料中心)，提升光纖通訊及相關應用。

(四) E4-電力物聯網通信系統導入計畫：建置電力物聯網(企業專網)，規劃建置模式為自建、與電信業者合作或租用之最佳化，並滾動檢討相關效益暨應用分析。

六、 產業發展

透過電網更新建設，促進國內產業升級，並探尋國際市場機會，輔導廠商參與。國內將配合台電公司發展為主，並協同相關廠商蒐集國際市場資訊，探尋海外合作機會

(一) F1-擴大產品與系統服務：盤點國內電業、電力市場需求，輔導產業轉型、產業升級等，建立國內產品與系統服務產業鏈(含上下游產業鏈或需求媒合)。

(二) F2-帶動企業參與電力市場：促進國內產業參與電力市場，並

探尋國際市場機會。

七、 法規制度

投注政府資源，以法規政策、國家標準及檢測平台建立，營造智慧電網推動友善環境。

(一) G1-檢討現行電業相關法規：推動電業改革、開放電力市場並建立市場調度機制、精進電力調度原則綱要等電業相關規範。

(二) G2-再生能源發電系統併聯技術要點精進：依再生能源供電能力及技術發展趨勢等，研議再生能源發電系統之系統責任，以利電網和諧共生，如 100kW 再生能源系統之即時監測能力、再生能源業者抗擾動能力等。

(三) G3-智慧電網國家標準研擬及設備檢測平台建置：配合智慧電網總體規劃發展重點項目，規劃相關智慧電網國家標準制定。

伍、投入資源及預期效益

依電網之供需關係特性，以發電與調度、電網管理、儲能系統、需求面管理代表電網實質建設之需求，並搭配法規制度、產業發展及資通訊基礎建設等，形成 7 個構面規劃。細部投入資源及預期效益分別敘述如下：

一、 投入資源：

本計畫依 101 年行政院核定方案原規劃 20 年預計投入新臺幣 1399 億元，主要由台電公司進行智慧電網軟硬體之建置，並預估主要係辦理智慧型電表系統基礎建設(AMI)投入 958 億元(占 68.5%)。

自 101 年行政院核定執行推動迄 108 年，藉由前期布建過程經驗累積及技術環境創新等因素降低採購費用，台電公司已投入約 130 億元，預計後續將持續投入新臺幣約 785 億元，投入資源可望更有效利用。整體計畫硬體設施、系統整合及推廣應用持續由台電公司主導，產業推動由工業局協助，法規制度由能源局及標檢局投入應用研究等，細部投入資源說明如下：

(一) 智慧調度與發電：由台電公司投入新臺幣 17.92 億元(占 2.28%)進行建置再生能源發電監測系統、建立電力市場交易平台、建置燃煤機組鍋爐爐管大數據損傷監視系統、輔助服務需求量研擬等。

(二) 電網管理：由台電公司投入新臺幣 174.7 億元(占 22.25%)進行輸電系統資料在規劃運轉及維護之應用推廣、饋線自動化之系統資料應用推廣等。

(三) 儲能系統：由台電公司投入新臺幣 73.5 億元(占 9.36%)進行

自有場地建置儲能系統、建立輔助服務採購機制等。

(四) 需求面管理：由台電公司投入新臺幣464億元(占59.1%)進行低壓智慧電網基礎建設(AMI)、AMI 資料應用、電價結構檢討及試辦動態電價、檢討及試辦多種需量反應方案等。

(五) 資通訊基礎建設：由台電公司投入新臺幣 44 億元(占 5.6%)進行提升智慧電網資訊安全計畫、智慧電網資料應用計畫、骨幹/區域光纖通信系統提升計畫、電力物聯網通信系統導入計畫等。

(六) 產業發展：由工業局投入新臺幣 0.44 億元(占 0.06%)進行擴大產品與系統服務及帶動企業參與電力市場等。

(七) 法規制度：由能源局及標檢局投入新臺幣10.5億元(占1.34%)進行檢討現行電業相關法規、再生能源發電系統併聯技術要點精進、智慧電網國家標準研擬及設備檢測平台建置等。

二、 預期效益：

(一) 智慧調度與發電：

1. 納入 100kW 以上太陽能與風力即時監測發電資訊整合，協助掌握再生能源即時發電情況，並增加日前/小時前預測準確率。
2. 確保 2025 年再生能源發電量占比達 20%時(26.9GW 再生能源併網)，持續維持電力網系統頻率穩定，確保頻率控制效能標準 CPS1(現況為 110%)維持在 100%~120%。
3. 2020 年完成電力交易試行平台建置；2025 年完成電力交易正式平台建置，建立電力交易市場機制。
4. 建立關鍵性組件定期維護計劃，將現行 20 次/年之機電事故精進至 2025 年 15 次/年，確保供電穩定。
5. 引進美國 EPRI 鍋爐破管不可用率(EUF)指標，2020 年 EUF

為 1.45% (相當於每部機年平均破管停機總時數 127 小時/機-年)、2022 年 EUF 為 1.35%(約 118 小時)、2025 年 EUF 為 1.2%(105 小時/機-年)、2030 年 EUF 為 1%(88 小時小時/機-年)。

(二) 電網管理：

1. 輸電級電壓(69 kV)變動率±1.5%內、配電級電壓(11/22 kV)變動率±2.5%內，時間占比維持 99%以上，並持續精進提高至 2030 年時間占比達 99.1%以上。
2. 降低輸電系統設備故障平均時間，由現行 1.62 小時降至 2030 年小於 1.39 小時。
3. 布建自動化饋線，用戶數占比由 71%提升至 2030 年占比 95%。
4. 自動化饋線復電(FDIR)，事故復電時間下游端由 5 分鐘內占比 17%，提升至 2022 年 5 分鐘以下 35%；2025 年 5 分鐘以下 70%；2030 年 5 分鐘以下 90%。

(三) 儲能系統：

1. 2019 年累計 10MW(自建 5MW/輔助服務 5MW)，試辦採購輔助服務 5MW。
2. 2020 年累計 24MW(自建 9MW/輔助服務 15MW)。
3. 2022 年累計 102MW(自建 38MW/輔助服務 64MW)。
4. 2025 年達 590MW(自建 160MW/輔助服務 430MW)，提供輔助服務確保系統頻率穩定。
5. 規劃儲能系統應用於快速輔助服務，包含：快速反應備轉、調頻備轉、即時備轉等輔助服務。自建部分儲能設備容量 160(MW)/儲能設備能量 160(MWh)納入細部規劃。

(四) 需求面管理：

1. 2020 年用戶可利用 AMI 查詢前 6 小時用電資料、推動低壓三段式電價、需量反應參與目標 2.5GW(以執行率 7 成估算約可抑低 1.75GW，相當於中火 3 部機組)。
2. 2022 年用戶可利用 AMI 查詢前 5 小時用電資料、推動高壓用戶選用動態電價、需量反應參與目標 2.6GW(以執行率 7 成估算約可抑低 1.82GW，相當於中火 3.1 部機組)。
3. 2025 年用戶可利用 AMI 查詢前 4 小時用電資料(惟時間電價等重點用戶，可查詢前 2 小時用電資訊)、精進動態電價(因應淨負載曲線變化逐步調整時間電價時間帶)、需量反應參與目標 2.8GW(以執行率 7 成估算約可抑低 1.96GW，相當於中火 3.5 部機組)。
4. 2030 年用戶可利用 AMI 查詢前 2 小時用電資料(惟時間電價等重點用戶，可查詢前 1 小時用電資訊)、電價依電業管制機關要求調整方案、需量反應參與目標 3.0GW(以執行率 7 成估算約可抑低 2.1GW，相當於中火 3.8 部機組)。
5. 需量反應以分月營運規劃、日前經濟排程、當日經濟調度及小於 15 分鐘等多元方式，提供電力系統更彈性調度之參與量。

(五) 資通訊基礎建設：

1. 強化資安，導入 ISO27001，2025 年完成全數調度中心三個層級 32 個場域建置智慧電網入侵偵測系統(Intrusion Detection System, IDS)並納入資安監控中心(Security Operation Center, SOC)監控。
2. 2025 年建置雲端資料中心 2 處，強化大數據備援，可提供 600 座機櫃。至 2030 年建置雲端資料中心 3 處，提供 1200 座機

櫃。

3. 既有骨幹/區域光纖系統頻寬 10/2.5 Gbps 提升，2021 年骨幹頻寬提升至 100Gbps，2023 年區域頻寬提升為 10Gbps。
4. 2020 年啟動 5G 電信垂直應用服務示範研究案。2025 年建置電力物聯網無線基地站，提供最後一哩無線通信服務。

(六) 產業發展：

1. 2020 年促成智慧電網產品與應用產值達 300 億(累計 2200 億)。
2. 2022 年促成智慧電網產品與應用產值達 350 億(累計 2900 億)。
3. 2025 年帶動企業參與電力市場，培育自主能量，累計規模達 40MW，智慧電網產品與應用產值達 430 億(累計 4000 億)。
4. 2030 年帶動智慧電網產品與應用產值達 530 億(累計 6500 億)。

(七) 法規制度：

1. 台電公司調度要點及再生能源併聯技術要點修訂等：研議 100kW 以上納入監測、儲能系統(含充換電站等)及資料開放等相關規範。
2. 配合智慧電網推動國家標準建置及設備檢測平台，2020 年累計完成 27 種；2022 年累計完成 37 種； 2025 年累計完成盤點全部 54 種智慧電網核心標準。

三、 效益分析：

因計畫投入可產生之直接經濟效益，共計有 6 項，分別為減少輔助服務成本、減少電網設備汰換或投資成本、減少邊際機組發電成本、降低運維費用、減少全國停電損失、用戶用電效率提升效益，預估自 2019 年起至 2030 年之累計效益達新臺幣 1,141 億元。直接經濟效益統計表如表 4 所示，各項說明如下：

（一)減少輔助服務成本：

1. 納入 100kW 以上太陽能與風力即時監測發電資訊整合，並結合氣象資料進行大數據智慧預測，可增加日前/小時前預測準確率。日前預測準確率，有助於減少輔助服務容量費用之支出；小時前預測準確率，則可減少輔助服務啟動之能量費用支出。預估 2019 年起至 2030 年止，可減少日前採購輔助服務的準備容量總小時累積量為 550 萬 MW；可減少小時前啟動輔助服務的能量累積為 326 萬 MWh。參考台電公司即時備轉輔助服務容量價格為每小時新臺幣 300 元/MW，以及即時備轉輔助服務能量價格為新臺幣 2,000 元/MWh，故減少輔助服務成本之累積效益為新臺幣 82 億元。
2. 規劃儲能系統應用於快速輔助服務部分，預估可以降低輔助服務採購之單價，其差額即為儲能系統帶來之效益。參考目前調頻備轉容量費用為新臺幣 430 元/MW，儲能系統導入預估費用可降低至新臺幣 300 元/MW，在儲能設備生命週期中可帶來之總效益為新臺幣 72 億元。

（二)減少電網設備汰換或投資成本：

1. 未來透過逐年調整電價方案，引導 AMI 低壓用戶參與動態電價方案抑低尖峰用電，預期用電尖峰需求減少 0.6kW/戶；另

外預估 2030 年需量反應參與量可 3GW，以執行率 7 成估算約可抑低尖峰 2.1GW，相當於中火 3.8 部機組。以燃油電廠與輸配電線路建置節省成本推估，至 2030 年預估效益累計為 304 億元。

2. 安裝智慧電表可取代原先機械表之汰換成本，饋線自動化開關部分亦可取代舊有開關老舊汰換成本。依規劃汰換 600 萬具低壓機械電表(每具新臺幣 1,500 元估算)以及 27,000 具手動地下四路開關(每具新臺幣 12 萬元估算)，藉由節省原有設備採購成本，預估效益累計為 122 億元。

（三）減少邊際機組發電成本

1. 由於機電事故或爐管破管造成停機後，為維持供電穩定，檢修期間需要啟動其他成本較高之機組供電，將導致供電成本提高。透過發電設備資產管理，如建立關鍵性組件定期維護計劃，以及爐管大數據監測分析管理，規劃將現行 20 次/年之機電事故精進至 2025 年 15 次/年，同時降低爐管破管不可用率(EUF)，預估至 2030 年預估效益累計為 32 億元。
2. 未來 AMI 低壓用戶可即時查詢前 2 小時用電資料(時間電價用戶，可查詢前 1 小時用電資訊)，可提高用戶節電意識參與節電措施。假設低壓用戶在提升用電效率後可節電 3%，台電公司雖減收電費，但實際減少邊際機組之燃料成本。至 2030 年預估效益累計為新臺幣 26 億元。
3. 用戶參與需量反應方案(包含動態電價)，可透過用電移轉或節約用電方式達到尖峰抑低，依台電公司用戶參與需量反應方案之實績值推估，至 2030 年預估效益累計為新臺幣 25 億元。

(四)減少運維費用效益：

1. 推動發電設備資產管理與配電自動化後，因減少故障發生次數與縮短派員維修時間，台電公司每年發電與輸配設備維護費將逐步降低。至 2030 年預估效益累計為 33 億元。
2. 智慧電表基礎建設投入後，每年可減少台電公司派員抄表之成本，以及透過大數據分析提高台電公司對於供電線路損失之偵測能力，至 2030 年預估效益累計為 76 億元。
3. 台電公司投入資通訊基礎建設之骨幹/區域光纖通信能力，並提升智慧電網資訊安全，將加速故障維護時效性與通訊租用成本等，至 2030 年綜合資通訊基礎建設相關效益累計為 83 億元。

(五)減少全國停電損失：

1. 透過布建自動化饋線，台電公司可以縮短故障定位時間，而減少復電時間；另外導入自動化饋線復電(FDIR)功能，事故復電時間可以由過去平均 50 分鐘縮短為 5 分鐘內復電。
2. 由表 5 估算，至 2030 年累計每戶可減少之停電時間為 86.5 分鐘，依台電公司 107 年統計年報之售電量推估，平均每分鐘售電度數為 367,795 度，同時參考台電公司「缺電成本之調查報告」提出缺電成本為新臺幣 15.9 元/度，故預估效益為新臺幣 7 億元。

(六)用戶用電效率提升效益：

未來 AMI 低壓用戶可即時查詢前 2 小時用電資料(時間電價用戶，可查詢前 1 小時用電資訊)，可提高用戶節電意識參與節電措施。假設低壓用戶在提升用電效率後可節電 3%，依 108 年平均售電價格 2.55 元/度計算，即可換算出用戶因提

升用電效率之效益為 279 億元。

表 4、直接經濟效益統計表

直接經濟效益項目	2019~2030 年 累積效益(億元)	效益貢獻度%
減少輔助服務成本	154	13.50%
減少電網設備汰換或投資成本	426	37.34%
減少邊際機組發電成本	83	7.27%
減少運維費用	192	16.83%
減少全國停電損失	7	0.61%
提高用戶用電效率	279	24.45%
總效益	1,141	100.00%

資料來源：台經院、工研院統計

陸、檢核點

智慧電網總體規劃方案主要以解決問題為導向，研析電網現有課題，包括確保再生能源併網穩定供電、強化供電可靠度及電網韌性、提升電力系統運轉效率等三大問題，設定短、中、長期推動願景，並依 7 個重要領域，研提共 13 項檢核重點工作分別達成目標，詳參表 5 智慧電網檢核點目標規劃內容。

提升再生能源併網容量及確保電力系統穩定運轉，主要內容包含加強再生能源即時監測量(由 2019 年 1.09GW 到 2030 年為 16.5GW)以加強智慧預測，降低再生能源日前預測及小時前預測之誤差率；加強輔助服務準備量，包括調頻備轉、即時備轉及補充備轉，以因應再生能源變動性及機組異常所需；新增儲能系統裝置容量(由 2019 年 2MW 到 2030 年預計達 590MW)強化電網調度裕度；並運用大數據等技術分析，積極降低非計畫性停機事故，控管燃煤電廠不可用率(由 2019 年 1.55 約 136 小時/機-年下降到 2030 年 1%以下約 88 小時/機-年)，並滾動檢討推廣應用至其他電廠，以提高整體可用率。

而強化電網韌性提升供電品質部分，則積極推動配電自動化，包含自動化開關建置及資訊系統更新工程，以縮短復電時間，規劃由非自動化區間之平均復電時間平均約 50 分鐘縮短到自動化之 5 分鐘(自動化用戶占比由 2019 年 17%提升到 2030 年 90%)。

在促使用戶參與節能以提升電力系統運轉效率部分，將持續擴大低壓用戶 AMI 建置(由 2019 年 28 萬戶到 2030 年累計 600 萬戶目標)；配合時間電價等促進節電方案之研提推動，增加用戶參與需量反應、負載管理等節能(電)措施(預計由 2019 年 2.4GW 參與量到 2030 年 3GW)。

其餘輔助配合智慧電網建置部分，包括資通訊基礎建設之骨幹及區域網路頻寬提升及資安防護措施建置，提升整體智慧電網資訊整合效能。並持續投入研發能量及政策引導，營造適合智慧電網推動之有利環境。配合智慧電網推動，鼓勵國內外廠商參與，並預估可帶動國內智慧電網相關產業發展(預計由 2018 年累計 1728 億到 2030 年累計 6500 億元)。

表 5、智慧電網檢核點目標

檢核項目	現況 2019		2020 目標值	2022 目標值	2025 目標值	2030 目標值
再生能源即時可監測量(GW)	1.09		2	7	16.5	16.5
再生能源預測精準度（日前/小時前誤差率%）	風力	－	－	13/6.5	10/5	8/4
	太陽光電	－	－	12/6	10/5	10/5
輔助服務準備量(MW)	調頻備轉	700	800	1000	1300	1300
	即時備轉	1000	1000	1100	1100	1100
	補充備轉	1000	1000	1100	1100	1100
儲能系統裝置容量(MW)	2		24	102	590	590
機電事故數發生率(次/年)	20 次/年		16 次/年	16 次/年	15 次/年	15 次/年
燃煤電廠不可用率指標(EUF)（等效破管停機總時數）	1.55%（136 小時/機-年）		1.45%以下（127 小時/機-年以下）	1.35%以下（118 小時/機-年以下）	1.2%以下（105 小時/機-年以下）	1%以下（88 小時/機-年以下）
輸電系統設備故障平均時間（小時/年）	1.62		1.46	1.44	1.42	1.39

檢核項目	現況 2019	2020 目標值	2022 目標值	2025 目標值	2030 目標值
自動化饋線下游5分鐘內復電事故數占比(%)	17%	25%	35%	70%	90%
AMI 智慧電表基礎建設（累計戶數）	28 萬戶	100 萬戶	200 萬戶	300 萬戶（2024 年）	累計 600 萬戶
AMI 用戶用電資料上線可供查詢（小時）	用戶資訊系統建置	6 小時內	5 小時內	4 小時內（TOU 重點用戶 2 小時內）	2 小時內（TOU 重點用戶 1 小時內）
需量反應方案參與量(GW)	2.4GW	2.5GW	2.6GW	2.8GW	3.0GW
骨幹/區域光纖系統頻寬提升(Gbps)	骨幹 10Gbps 區域 2.5Gbps	骨幹 100Gbps（2021 完成）	骨幹 100Gbps 網路優化	區域 10Gbps（2023 完成）	骨幹 100Gbps 區域 10Gbps
導入 IDS 資安防護	規範機制研擬	完成試點建置(3 場域)	推廣試點建置(8 場域)	完成全數調度中心（32 場域）	-
智慧電網產值	累計 1728 億（年度 266 億）	累計 2200 億（年度 300 億）	累計 2900 億（年度 350 億）	累計 4000 億（年度 430 億）	累計 6500 億（年度 530 億）

註：2025 及 2030 年目標值將因應國內外技術發展及情勢變化滾動檢討

柒、後續辦理事項與分工

智慧電網之推動涉及各部會之協調合作，成立部級之「智慧電網推動小組」，並由經濟部長擔任召集人。任務內容包含細部執行計畫研議、定期管考進度追蹤及滾動式檢討機制等，以有效整合智慧電網相關資源及整體一貫性，確保我國智慧電網總體規劃方案務實發展。規劃任務內容包含：

一、 相關單位就分工負責項目，研擬細部執行計畫之各項工作推動具體內容及時程。

二、 各單位細部執行計畫內容及目標之討論。

三、 跨部會智慧電網推動工作之協商及整合。

四、 定期管考進度追蹤。

五、 依執行進度建立滾動式(rolling review)檢討機制，調整計畫發展方向。

「智慧電網推動小組」成員包含科技部、國家發展委員會、行政院科技會報辦公室、行政院經濟能源農業處、行政院能源及減碳辦公室、經濟部能源局、工業局、技術處、標準檢驗局、台電公司及專家學者。目前依 2025 年之政策需求及 2030 年之長期電力規劃，已針對台電公司推動工作，進行整體檢視。未來工作方向確立，由經濟部相關權責單位研擬細部執行計畫。由經濟部能源局進行智慧電網應用相關法規統籌規劃，台電公司進行智慧電網系統之建置及執行工作，經濟部工業局協助智慧電網產業發展，經濟部標準檢驗局協助智慧電網相關標準引入及推動工作。科技部及經濟部技術處則協助研究智慧電網相關技術及提供產學合作、產業創新等科技研發資源投入。如表 6 所示。

表 6　智慧電網推動小組成員規劃

<table>
<tr><th colspan="6">智慧電網推動小組</th></tr>
<tr><td>召集人</td><td colspan="5">經濟部部長</td></tr>
<tr><td colspan="6">政府單位</td></tr>
<tr><td rowspan="2">行政院部會/單位</td><td colspan="2">行政院科技會報辦公室</td><td colspan="2">行政院經濟能源農業處</td><td>行政院能源及減碳辦公室</td></tr>
<tr><td colspan="3">科技部</td><td colspan="2">國家發展委員會</td></tr>
<tr><td rowspan="2">經濟部所屬機關</td><td colspan="2">能源局</td><td colspan="2">工業局</td><td>技術處</td></tr>
<tr><td colspan="3">標準檢驗局</td><td colspan="2">台電公司</td></tr>
<tr><td colspan="6">專家學者 5 人</td></tr>
</table>

捌、結論

智慧電網總體規劃已就解決問題為導向，檢討完成一版初步規劃。重點包含：

一、 未來(2025 年)將 100%掌握再生能源發電量，降低間歇性發電之衝擊

二、 增強電網韌性，強化輸配電系統整合，以提高防災及故障排除能力，縮短停電時間。

三、 增加系統供需效能，納入負載管理方式強化用戶參與機會。

智慧電網總體規劃為長期整合型推動方案，故後續依工作需求制定管理機制，未來定期檢討推動綜效。台電公司內部亦就各單位執行績效檢視未來推動重點及滾動檢討。